

ANALISIS PERSEBARAN ZONA RESERVOIR LAPANGAN DT-1 MENGUNAKAN METODE INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK DAN ATRIBUT VARIANSI

Tyas Vicri Hijria dan Hernowo Danusaputro

Jurusan Fisika, Fakultas Sains dan Matematika, Universitas Diponegoro, Semarang

Email: tyasvicri@st.fisika.undip.ac.id

ABSTRACT

*Has analyzed the distribution of reservoir zone at DT-1 field using accoustic impedance inversion and attribute of variance was performed to analyze the reservoir zone based on the porosity values and the attribute variance values at DT-1 field. Porosity values obtained from acoustic impedance inversion are transformed into the porosity value by leveraging relationships porosity and acoustic impedance values are inversely proportional. While the value of variance will provide information discontinuity seismic trace where this indicates a fault, stocky, and others to support the prospect reservoir zone. From this research showed that the porosity value and the value of variance in the bottom zone of the well DT-1 proved enough lies depth in the tight layer below the reservoir zone wells DT-1. In addition to the time between Mantawa horizon (target formation) with Base horizon showed good results in demonstrating the value of variance and porosity values of mutual support prospects zone of finding a new reservoir that is the northern region stretches eastward field DT-1. Zone prospect obtained reservoir porosity of 20% - 25% with variance value above 0.1 and acoustic impedance values 24000-28000 ((ft / s) * (g / cc)).*

Keywords: *Seismic inversion, accoustic impedance, seismic attribute, porosity, reservoir zone.*

ABSTRAK

Telah dilakukan analisis persebaran zona reservoir pada lapangan DT-1 menggunakan inversi impedansi akustik dan atribut variansi dilakukan untuk menganalisis zona reservoir berdasarkan nilai porositas dan nilai atribut variansi pada lapangan DT-1. Nilai porositas didapatkan dari inversi impedansi akustik yang di transformasikan ke dalam nilai porositas dengan memanfaatkan hubungan nilai porositas dan nilai impedansi akustik yang berbanding terbalik. Sedangkan nilai variansi akan memberikan informasi diskontinuitas trace seismik dimana hal ini mengindikasikan adanya patahan, sesar, kekar, dan lain-lain sebagai pendukung zona prospek reservoir. Dari penelitian ini didapatkan hasil bahwa nilai porositas dan nilai variansi pada zona bawah sumur DT-1 cukup membuktikan letak kedalaman lapisan tight pada zona reservoir dibawah sumur DT-1. Selain itu pada time antara formasi Mantawa (formasi target) dengan horison Base menunjukkan hasil yang baik dalam menunjukkan nilai variansi dan nilai porositas yang saling mendukung untuk menemukan zona prospek reservoir baru yaitu pada sebelah utara membentang kearah timur lapangan DT-1. Zona prospek reservoir yang didapatkan memiliki porositas 20% - 25 % dengan nilai variansi diatas 0.1 dan nilai impedansi akustik sebesar 24.000 – 28.000 ((ft/s)(g/cc)).*

Kata kunci: *Inversi seismik, impedansi akustik, atribut seismik, porositas, zona reservoir*

I. PENDAHULUAN

Kebutuhan masyarakat akan sumber daya hidrokarbon seperti minyak dan gas bumi meningkat sehingga memerlukan eksplorasi sumber daya alam yang lebih efektif.

Inversi seismik termasuk dalam pemodelan geofisika yang dilakukan untuk memprediksi sifat fisis bumi berdasarkan data rekaman seismik dan data sumur sebagai pengontrol [1]. Impedansi akustik (IA) adalah suatu kemampuan batuan untuk melewati gelombang seismik. Hasil dari inversi

impedansi akustik adalah perlapisan yang lebih mudah diinterpretasikan dalam peta keadaan bawah permukaan karena metode inversi ini mentransformasi data seismik refleksi ke dalam sifat batuan secara kuantitatif dan reservoir secara deskriptif [2].

Barnes pada tahun 1999 [3] mendefinisikan atribut seismik sebagai sifat kuantitatif dan deskriptif dari data seismik yang dapat ditampilkan pada skala yang sama dengan data asli. Pada data seismik konvensional kenampakan adanya diskontinuitas *trace*

seismik kurang bisa terlihat jelas dan tidak dapat memperlihatkan sifat fisis batuan karena umumnya amplitudo pada *trace* seismik konvensional hanya memberikan gambaran batas lapisan. Dengan menggunakan kedua metode diatas diharapkan dapat memberikan hasil yang lebih efektif baik untuk penentuan zona reservoir maupun zona pengembangan selanjutnya.

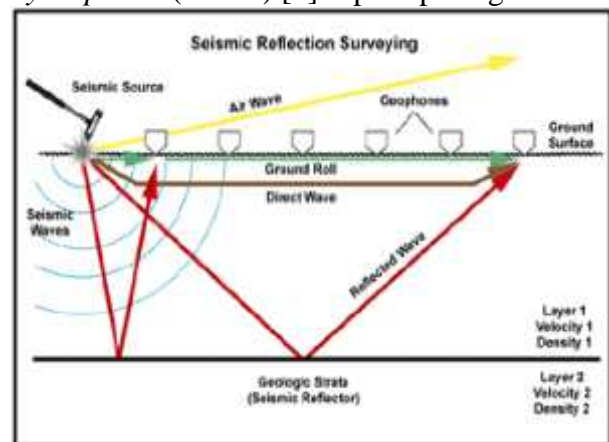
Penelitian metode seismik inversi telah dilakukan oleh Tullailah dkk pada tahun 2015 [4] mengenai karakterisasi reservoir karbonat menggunakan analisis atribut seismik dan inversi impedansi akustik (AI) pada cekungan Salawati Papua. Hasil dari analisis atribut seismik menggunakan atribut *variance* dapat menunjukkan batas *body* karbonat *reef* yang berada pada bagian timur, tengah dan menyebar hingga ke bagian utara dari lapangan “NNT”. Hasil dari inversi impedansi akustik menggunakan metode *model based* dapat memperlihatkan zona *porous* dengan nilai impedansi akustik rendah $< 40000 ((ft/s)*(g/cc))$ dan zona *tight* dengan nilai impedansi akustik tinggi $> 40000 ((ft/s)*(g/cc))$. Perbandingan lainnya yaitu pada metode inversi karakterisasi reservoir hidrokarbon pada lapangan “TAB” dengan menggunakan permodelan inversi impedansi akustik oleh Simanjuntak dkk di tahun 2014 [5] menunjukkan hasil metode inversi *model based* menghasilkan nilai korelasi yang lebih tinggi dan *error* paling kecil, tetapi sangat bergantung pada model awal dan memiliki reflektifitas yang rendah.

Penelitian ini menghasilkan zona reservoir dengan acuan nilai porositas dan nilai atribut variansi. Nilai porositas sendiri didapatkan dari inversi impedansi akustik, sedangkan nilai atribut variansi digunakan dalam deteksi adanya patahan rekahan dan lain-lain yang merupakan hasil dari diskontinuitas *trace*.

Seismik Refleksi

Metode seismik refleksi adalah sebuah metode geofisika yang merekam penjaran gelombang seismik yang dipantulkan dari batas antara kedua buah medium batuan karena memiliki nilai impedansi akustik yang berbeda.

Prinsip metode seismik yaitu pada tempat atau tanah yang akan diteliti dipasang *geophone* yang berfungsi sebagai penerima getaran [6]. Sumber getar lain yang dapat digunakan yaitu ledakan dinamit ataupun pemberat yang dijatuhkan ke tanah (*Weight Drop*). Gelombang yang dihasilkan menyebar ke segala arah baik menjalar di udara, di permukaan tanah, dibiaskan, maupun dipantulkan kembali dari bidang reflektor (batas lapisan batuan) ke atas permukaan. Gelombang yang dipantulkan ke atas permukaan ini adalah yang diterima dan direkam oleh *geophone* (di darat) atau *hydrophone* (di laut) [7] seperti pada gambar 1.



Gambar 1 Sketsa *survey* seismik (Oktavinta, 2008).

Data Sumur (Well Log)

Logging merupakan suatu teknik eksplorasi dengan memasukkan alat ukur kedalam lubang sumur untuk mendapatkan data di bawah permukaan, sehingga dapat dilakukan evaluasi lapisan/formasi dan identifikasi ciri-ciri batuan dibawah permukaan [8].

Data sumur berisi rekaman satu atau lebih pengukuran fisik dengan fungsi kedalaman di dalam lubang sumur (*borehole*) yang dilakukan secara terus-menerus. Tujuan dilakukannya pengukuran (*logging*) ini yaitu memperoleh informasi fisis batuan, sehingga didapatkan interpretasi lubang sumur dan karakter reservoir seperti litologi, kandungan serpih, porositas, permeabilitas dan saturasi air. Berdasarkan tujuan diatas dapat dilihat bahwa *logging* dapat menentukan besarnya cadangan hidrokarbon, mengetahui kondisi struktur, dan mengevaluasi formasi [9].

Seismik Inversi

Seismik inversi merupakan suatu teknik pembuatan model geologi bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol [10].

Proses inversi memerlukan data log (sumur) yang harus dikorelasikan dengan data seismik, proses pengikatan data log (sumur) dengan data seismik ini memerlukan ekstraksi *wavelet* (*wavelet extracting*) yang digunakan untuk merubah data log sonik menjadi data seismogram sintetik. RC (*reflectivity coefficient*) merupakan perubahan koefisien dari perubahan impedansi akustik antar batuan. Maka untuk merubah data log *sonic* menjadi data seismogram sintetik diperlukan proses dekonvolusi yang merubah data log *sonic* (*depth domain*) menjadi data sintetik seismik (*time domain*) [11].

Inversi Model Based

Metode inversi berdasarkan model disebut juga metode *blocky* karena impedansi akustik tersusun atas blok-blok kecil. Konsep inversi dengan metode ini dimulai dengan membuat model awal impedansi akustik dengan ukuran blok yang telah ditentukan. Koefisien refleksi diturunkan dari impedansi akustik dan dikonvolusikan dengan *wavelet* yang menghasilkan seismogram sintetik pada tiap-tiap *trace*. Seismogram sintetik ini kemudian dibandingkan dengan *trace* seismik sebenarnya dan dihitung kesalahannya. Proses ini dilakukan secara iteratif dengan memodifikasi blok *trace* model hingga diperoleh hasil sintetik dengan kesalahan terkecil. Impedansi akustik hasil modifikasi model awal inilah yang merupakan hasil akhir inversi [12].

Impedansi Akustik

Impedansi akustik adalah sifat khas batuan untuk melewati suatu gelombang seismik. Impedansi akustik dirumuskan sebagai berikut:

$$IA = \rho \cdot V_p \quad (1)$$

dengan IA adalah nilai impedansi akustik, merupakan densitas (kg/m^3) dan V_p adalah kecepatan gelombang seismik (m/ms). Pemantulan gelombang seismik terjadi

disebabkan oleh perubahan lapisan impedansi akustik. Perbandingan antara energi yang dipantulkan dengan energi datang pada keadaan normal adalah:

$$KR_i = \frac{AI_{i+1} - AI_i}{AI_{i+1} + AI_i} \quad (2)$$

dengan AI_i adalah koefisien refleksi pada lapisan ke-i, AI_{i+1} adalah nilai impedansi akustik pada satu lapisan dibawah lapisan ke-i, dan KR_i adalah nilai impedansi akustik pada lapisan ke-I [12].

Densitas

Densitas () merupakan nilai kerapatan matriks yang didefinisikan sebagai perbandingan massa m terhadap volume V suatu material.

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (3)$$

dengan ρ adalah densitas (kg/m^3), m adalah massa material (kg), dan V adalah volume material (m^3). Satuan densitas dalam SI adalah kg/m^3 untuk densitas batuan berpori, maka sebagian volumenya adalah volume pori yang dinyatakan dalam porositas, sehingga densitas *bulk* () merupakan penjumlahan dari densitas materi padat ρ_m dan densitas fluida ρ_f :

$$\rho = 1 - \phi \rho_m + \phi \rho_f \quad (4)$$

Dengan ρ adalah densitas (kg/m^3), ρ_m adalah densitas material padat (kg/m^3), ρ_f adalah densitas fluida (kg/m^3) [12].

Porositas

Porositas batuan merupakan salah satu sifat akustik dari reservoir yang didefinisikan sebagai ukuran kemampuan batuan untuk menyimpan fluida, dinyatakan dalam persen (%) atau fraksi. Dalam karakterisasi reservoir, porositas terdiri dari dua yaitu:

- Porositas absolut didefinisikan sebagai perbandingan antara volume pori-pori total batuan terhadap volume total batuan.

- Porositas efektif didefinisikan sebagai perbandingan antara volume pori-pori yang saling berhubungan dengan volume batuan total.

Kualitas dari porositas reservoir dikelompokkan menjadi beberapa bagian seperti dalam tabel berikut [10]

Tabel 1. Skala kualitas porositas [10]

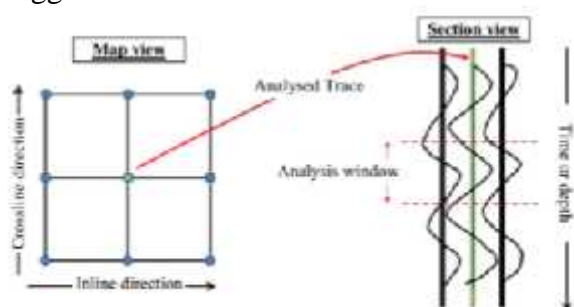
Nilai Porositas	Skala
0 – 5 %	diabaikan (<i>negligible</i>)
5 – 10 %	Buruk (<i>poor</i>)
10 – 15 %	Cukup (<i>fair</i>)
15 – 20 %	Baik (<i>good</i>)
20 – 25 %	Sangat baik (<i>very good</i>)
>25 %	Istimewa (<i>excellent</i>)

Atribut Variansi

Atribut seismik merupakan suatu transformasi matematis dari data *trace* seismik yang merepresentasikan besaran waktu, amplitudo, fasa, frekuensi, dan atenuasi. Atribut seismik juga dinyatakan sebagai sifat kuantitatif dan deskriptif data seismik yang dapat ditampilkan dalam skala yang sama dengan data aslinya [3]

Atribut variansi disebut *edge detection* karena berfungsi untuk memperjelas tepi perubahan suatu permukaan. Atribut ini mendeteksi perubahan kemiringan pada data seismik dengan cara membandingkan beberapa data di sekeliling data utama.

Secara matematis, perhitungan algoritma atribut variansi berdasarkan pengukuran similaritas dengan menggunakan korelasi silang yang membandingkan *trace* pusat dengan *trace-trace* tetangganya dalam satu jendela analisis yang selanjutnya dilakukan penormalisasian kedua *trace* tersebut dengan menggunakan autokorelasi.

**Gambar 2** Penghitungan atribut variansi [4].

Sebelah kiri (gambar peta) mengilustrasikan *trace* utama yang dianalisis dilingkupi 8 *trace* disekitarnya sedangkan sebelah kanan (gambar penampang vertikal) menggambarkan analisis jendela (*window*) penghitungan. Atribut ini digunakan untuk

membatasi tepian (*edge*) dari data input. Secara matematis perhitungan normalisasi variansi adalah sebagai berikut:

$$\text{Variance} = \frac{1}{J-1} \sum_{j=1}^J (U_{ji} - \langle U_j \rangle)^2 \quad (5)$$

dengan J menunjukkan *trace* pusat. $\langle U_j \rangle$ adalah nilai rata-rata U_{ji} dan i adalah window analisis. Atribut ini dapat menggambarkan diskontinuitas sehingga baik dalam mendelineasi struktur sesar, rekahan, dan badan reservoir pada suatu wilayah [13].

METODE PENELITIAN

Pengolahan Data Sumur

- *Conditioning* terdiri dari *loading* data sumur, membuat *database* sebagai dasar geometri sumur saat diikat dengan data seismik nantinya, *database* berisi data *marker*, data log dari sumur itu sendiri dan data deviasi sumur. Kemudian dilakukan *checkshot correction* untuk mengubah domain kedalaman pada sumur menjadi domain waktu agar dapat diikat dengan data seismik yang berdomain waktu.

- Pembuatan log turunan. Log turunan yang dimaksud adalah log yang dihasilkan melalui perhitungan matematis dari beberapa log yang sudah diketahui nilainya, seperti pada penelitian ini yang dibuat adalah log impedansi akustik. Log impedansi akustik sendiri kita dapatkan dari log 4onic (vp) dan log densitas

- Analisis data sumur. Untuk menentukan zona target yang akan digunakan dalam penelitian ini melalui analisis log sumur dan analisis *crossplot*.

Pengolahan Data Seismik

- *Conditioning* pada data seismik yaitu berupa input data seismik dan pengaturan geometri data seismik.

- *Well seismic tie* merupakan tahapan dimana data sumur yang sudah di koreksi *checkshot* (sudah berdomain waktu) diikatkan pada data seismik sehingga memperoleh korelasi yang baik antara kedua data tersebut. Sebagai *input* dalam *well seismic tie* adalah seismogram sintetik. Seismogram sintetik dibuat dari konvolusi *wavelet* dengan koefisien refleksi. Dalam penelitian ini *wavelet* diperoleh dari ekstraksi *wavelet* dengan menggunakan metode *statistical*, dimana *wavelet* merupakan

ekstraksi rata-rata *wavelet* di sekitar daerah *interest*, pada penelitian ini yaitu pada daerah sumur, marker *Reef Mantawa*.

- *Picking horizon* merupakan proses penelusuran horizon seismik ke arah lateral pada lapisan/formasi target, sehingga memberikan nilai waktu datang gelombang disetiap *shot point* lintasan seismik. Fungsi lain dari tahapan ini adalah menentukan batasan wilayah *top* dan *bottom* zona reservoir sehingga mempermudah fokus wilayah yang harus dianalisis.

- Pembuatan *initial model*. Penampang seismik hanya mempunyai frekuensi terbatas (*bandlimited*), sehingga jika hanya menggunakan penampang seismik sebagai *input* inversi, komponen frekuensi rendah dan tinggi tidak terkontrol dengan baik. Oleh karena itu diperlukan *background (initial) model* sebagai model awal untuk mengisi nilai frekuensi rendah sehingga menghasilkan inversi yang baik, dimana *event reflector* yang lemah dan tinggi dapat ter-cover dengan baik (Sukmono, 2007).

- *Inversi impedansi akustik*. Secara umum proses inversi berupa dekonvolusi reflektifitas setiap *trace* seismik dengan *wavelet* yang ada dan sebagai pengontrolnya adalah data sumur berupa *Initial model*. Metode inversi yang digunakan dalam penelitian ini adalah metode inversi *model based*. *Input* yang digunakan adalah data seismik, *initial model*, dan *wavelet*. Sebelum melakukan inversi dilakukan analisis pra-inversi. Analisis pra-inversi adalah proses pengoptimalan parameter yang harus dimasukan untuk proses inversi dengan cara menganalisis log asli dengan log inversi. Dengan mengatur beberapa parameter dapat membuat log inversi dapat mencakup *trend* dari log impedansi dan log model awal sehingga mendapatkan nilai error yang kecil untuk selanjutnya parameter ini digunakan dalam proses inversi.

- Persebaran porositas

Nilai impedansi akustik dapat dijadikan nilai porositas dengan dasar *crossplot* antara nilai impedansi akustik dengan nilai porositas. Dari *crossplot* yang dibuat baik melalui *Ms. Excel* maupun *Hampson Russels software* menunjukan adanya hubungan kenaikan nilai

impedansi akustik dengan nilai porositasnya yaitu membentuk garis linier yang kemudian persamaan garis linier tersebut digunakan sebagai persamaan dalam mengubah volume impedansi akustik yang didapat dari hasil inversi menjadi volume porositas untuk dianalisis lebih lanjut.

- Analisis atribut seismik

Analisis seismik atribut dilakukan dengan menggunakan *software Petrel* dengan data seismik *post-stack* sebagai *input*. Atribut yang digunakan adalah atribut variansi karena atribut ini dapat mengetahui ketidakmenerusan lapisan yang menggambarkan adanya patahan dan *body* reservoir. Pengujian parameter dilakukan untuk mendapatkan besaran yang baik untuk memetakan diskontinuitas lapisan

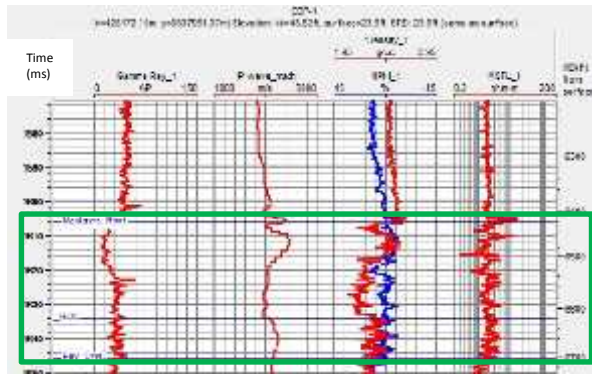
Analisis Hasil

Pada tahap ini hasil dari analisis seismik atribut menggunakan atribut variansi dan hasil inversi *model based* akan dianalisis kemampuannya dalam mendeteksi diskontinuitas patahan dan memperlihatkan persebaran nilai porositas dan nilai impedansi akustik pada tampilan *slice* di beberapa *time*. *Slice* disajikan dalam bentuk *overlay*.

HASIL DAN PEMBAHASAN

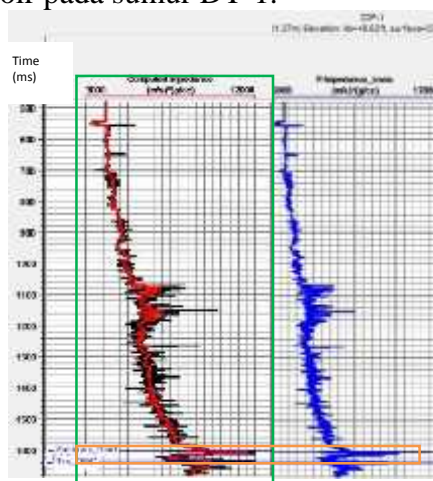
Analisis Data Sumur

Analisis data sumur dilakukan sebelum interpretasi untuk menentukan zona target mana yang akan dilakukan interpretasi. Gambar 4.1 menggambarkan beberapa data log yang tersedia adalah log *gamma ray* (GR), log densitas (RHOB), log resistivitas, log porositas, log *checkshot*, log *caliper* dan log *p-wave*. Zona target yang digunakan pada penelitian ini adalah zona formasi *Reef Mantawa* yang cenderung memiliki formasi menyerupai jebakan dan dengan analisis nilai log yang mendukung.



Gambar 3 Zona target lapisan formasi Reef Mantawa

Berdasarkan nilai *gamma ray* yang rendah (defleksi ke kiri) mengindikasikan adanya zona reservoir karbonat yang permeabel. Adanya tanda-tanda fluida pada zona reservoir dapat terlihat pada defleksi log resistivitas yang cenderung lebih tinggi (ke kanan) mengindikasikan adanya gas (GOC) (*Gas Oil Contact*), defleksi log resistivitas yang lebih rendah (ke kiri) adalah minyak (OWC) (*Oil Water Contact*), sedangkan yang paling rendah menunjukkan adanya air. Bagian batuan yang mempunyai porositas cenderung tinggi (defleksi ke kanan) terdapat pada formasi Reef Mantawa hingga marker GOC (*Gas Oil Contact*). Pada bagian bawah formasi Reef Mantawa, kurva log porositas (biru) dan densitas (merah) pada kolom 3 saling berhimpit dan *cross over* yang mengindikasikan zona reservoir pada sumur DT-1.



Gambar 4 Overlay log turunan impedansi akustik

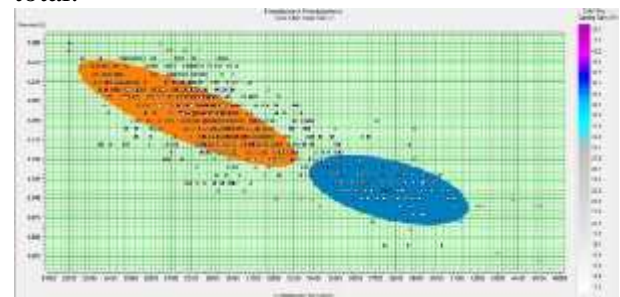
Terlihat pada kotak hijau gambar 4.2 nilai log '*computed impedance*' (merah) lebih rendah frekuensinya dibandingkan dengan log

asli (hitam) hal ini dikarenakan log yang sedang digunakan atau sedang aktif adalah log *math* dimana nilai log sudah melalui proses *filtering* sehingga memiliki frekuensi rendah sedangkan nilai log '*p-impedance trans*' (biru) sama dengan nilai log asli karena nilai masukan yang digunakan dalam membuat log tersebut adalah log asli dari data sumur.

Pada bagian bawah formasi Reef Mantawa (dalam kotak jingga) nilai impedansi akustik relatif kecil (defleksi kekiri) kemudian diapit dengan nilai impedansi akustik yang besar di atas dan bawah atau pada *top* formasi Reef Mantawa dan perbatasan dengan marker GOC (*Gas Oil Contact*) menunjukkan adanya penggambaran reservoir, dimana nilai impedansi akustik tinggi mengindikasikan batuan yang lebih kompak (dapat dikatakan tidak permeabel) karena kemampuan batuan dalam meneruskan gelombang seismik lebih tinggi pada batuan kompak, dan nilai impedansi akustik rendah mengindikasikan batuan yang kurang kompak (permeabel) atau dapat dikatakan sebagai zona migrasi maupun batuan penyimpan fluida.

Analisis Sensitivitas (*Crossplot*)

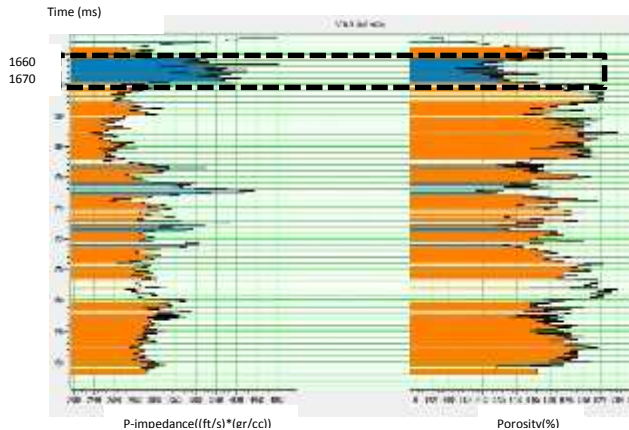
analisis *crossplot* untuk memisahkan antara zona *good* reservoir dan *bad* reservoir. Interval *marker* atau batas *interest zone* pada penelitian ini dilakukan pada *top* Reef Mantawa dan batas GOC (*Gas Oil Contact*). *Crossplot* dilakukan dengan membandingkan 2 data log yaitu log impedansi akustik dan log porositas total.



Gambar 5. *Crossplot* log impedansi akustik dan log porositas pada sumur DT-1

Dilihat dari nilai dominan nilai *gamma ray* tinggi diinterpretasikan sebagai zona jingga terdapat pada rentang nilai impedansi akustik (22.400 – 33.200) ((ft/s)*(g/cc)) dan rentang nilai porositas baik hingga sangat baik yaitu (14

– 28)%. Sedangkan nilai *gamma ray* rendah diinterpretasikan sebagai zona biru terdapat pada rentang nilai impedansi akustik (33.800 – 41.200) ((ft/s)*(g/cc)) dan rentang nilai porositas buruk hingga baik yaitu (6 – 15)%. Dari zona yang sudah dibuat dapat terlihat lebih jelas pada *cross section* gambar 6 berikut.



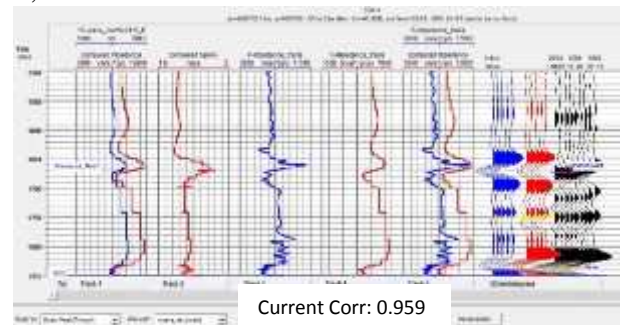
Gambar 6. *Cross section* impedansi akustik dan porositas.

Cross-section menunjukkan dua warna yang dihasilkan dari zonasi pada *crossplot* yang dianggap *good* reservoir dan *bad* reservoir. Zona biru menandakan zona batuan keras (*bad* reservoir), sedangkan zona jingga menandakan *good* reservoir atau dimungkinkan reservoir yang berpotensi. Hasil analisis menunjukkan bahwa zona batuan keras adalah zona pada *time* (1660-1670) ms, sekitar 10 ms dibawah formasi Reef Mantawa.

Pengikatan Data Sumur dan Data Seismik (*Well Seismic Tie*)

Langkah awal pada proses pengikatan data seismik dan data sumur adalah ekstraksi *wavelet*. Proses pembuatan *wavelet* dapat dilakukan dengan melakukan ekstraksi data sumur atau dengan ekstraksi statistik data seismik. Pada penelitian ini menggunakan ekstraksi statistik dari data seismik. Ekstraksi ini mengambil nilai statistik *wavelet* pada rentang *time* sesuai kebutuhan dan dengan rentang *trace default* (+/-) 1 *trace* dari *trace* yang ditujukan. Pada penelitian ini mengambil zona *interest* untuk diekstraksi *wavelet* yaitu pada area *inline xline* sekitar sumur dan pada *time* sekitar formasi Reef Mantawa. Hasil dari ekstraksi *wavelet* yang didapat, dikonvolusikan dengan koefisien refleksi dari data sumur

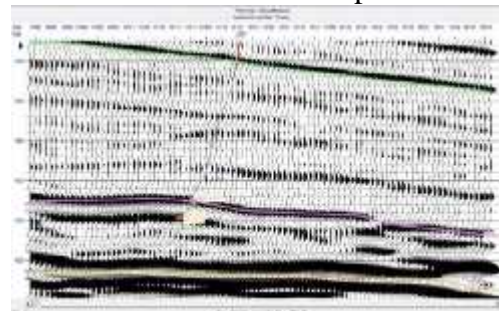
sehingga dihasilkan seismogram sintetik. Selanjutnya seismogram sintetik ini dikorelasi dengan data seismik dan data seismik komposit sampai memperoleh nilai koefisien korelasi terbaik mendekati nilai 1. Gambar 5 menunjukkan hasil pengikatan sumur dan seismik yang diperoleh memiliki nilai korelasi 0,959.



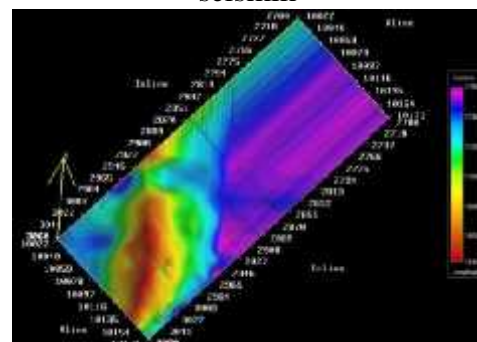
Gambar 7. *Well seismic tie* pada sumur DT-1

Picking Horison

Horison merupakan garis batas zona reservoir yang akan diteliti dan sebagai kontrol pada saat melakukan inversi impedansi akustik.



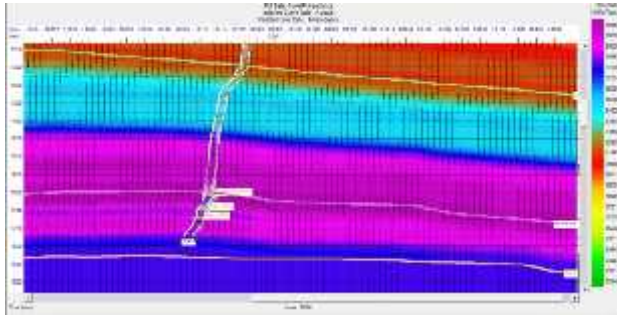
Gambar 8. Hasil *pick* horison pada data seismik



Gambar 9. *Display 3D* horison Reef Mantawa dengan *colour key amplitude*

Initial Model

Initial model dibuat untuk model awal pembuatan inversi yang berasal dari data sumur. Gambar 10 menunjukkan hasil model awal yang digunakan dalam penelitian ini.

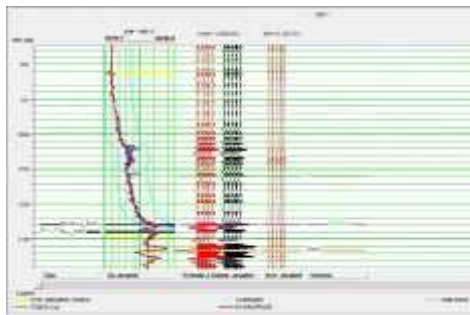


Gambar 10. Initial model.

Analisis Inversi

Sebelum melakukan inversi, analisis inversi ini bertujuan untuk menentukan parameter inversi yang tepat dengan cara mengkorelasikan *synthetic trace* hasil dari proses inversi dengan *trace input* data seismik dan juga kesesuaian antara data log *impedance* yang berasal dari sumur dan log *impedance* hasil dari inversi

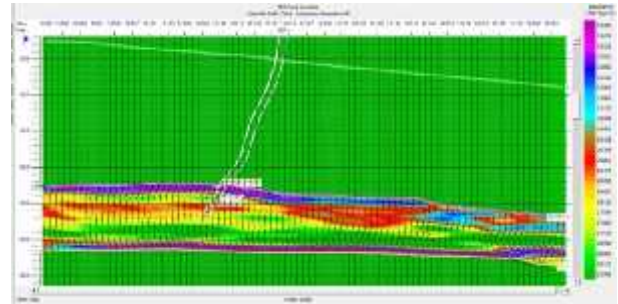
Analisis inversi sendiri adalah proses pengkorelasian log inversi, log model awal dan log impedansi asli. Proses analisis inversi selesai saat didapatkan korelasi yang baik dan dari analisis inversi dapat terlihat log hasil inversi dapat mewakili *trend* dari model awal dan log impedansi asli itu sendiri. Pada penelitian analisis inversi yang dilakukan mencapai korelasi sebesar 0.99 dengan maksimal korelasi adalah 1.



Gambar 11. Analisis inversi

Analisis inversi diatas menggunakan parameter *Hard Constraint* dengan *single value* (menggunakan nilai batas) *upper 30%* dan *lower 20%*. Lalu *average block size 2ms*, *prewhitening 40%*, dan jumlah iterasi 73.

Dari hasil analisis inversi diatas, parameter yang digunakan dalam analisis diaplikasikan pada model awal sehingga didapatkan seperti pada gambar 11 berikut.

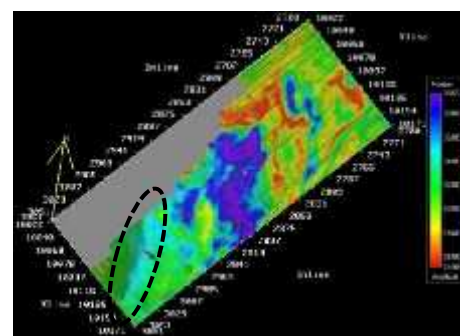


Gambar 12. Display model inversi impedansi akustik dengan korelasi sumur DT-1

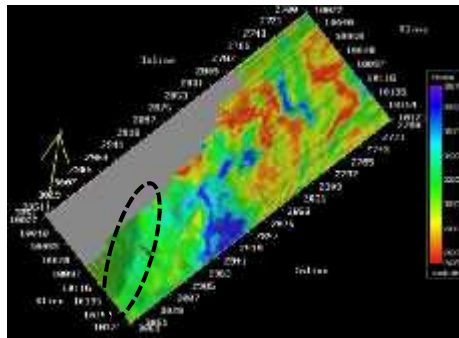
Gambar 12 merupakan hasil akhir dari proses inversi. Gambar diatas menunjukkan bahwa *top* dan *bottom* dari zona target sudah cukup berhasil dalam mebatasi *body* reservoir ditandai dengan warna ungu pada horison *Reef Mantawa* dan base yang mengindikasikan nilai impedansi akustik tinggi (batuan padat). Nilai impedansi akustik tinggi diasumsikan sebagai batas *trap* untuk reservoir.

Peta Sebaran Impedansi Akustik

Peta sebaran impedansi akustik didapatkan setelah dilakukan sayatan (*slice*) pada model impedansi akustik dengan inversi *model-based* yang dibatasi oleh horison yang menjadi zona target. Parameter yang menjadi masukan adalah horison *Reef Mantawa* dengan mengambil *slice exact time 10 ms* dibawah formasi *Reef Mantawa*. Diambil nilai 10 ms berdasarkan letak zona tidak permeabel pada analisis *crossplot*. Kemudian dilakukan *slice* pada 20 ms dibawah formasi *Reef Mantawa* karena terlihat batas akhir zona tidak permeabel pada *crossplot*. *Slice* selanjutnya diambil pada horison *base* karena sebagai *bottom* reservoir. Selain itu dibuat juga *slice* pada horison *Reef Mantawa* sebagai acuan terlihatnya perbedaan lapisan pada zona tidak permeabel.



(a)



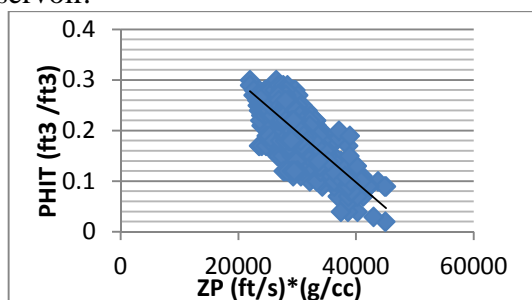
(b)

Gambar 13. Peta persebaran impedansi akustik hasil dari inversi seismik 3D (a) pada 10 ms dibawah formasi Reef Mantawa, (b) 20 ms dibawah formasi Reef Mantawa

Gambar 13 merupakan hasil *slicing* persebaran nilai impedansi akustik. Hasil *slicing* diatas memperlihatkan adanya lapisan tidak permeabel sesuai dengan analisis *crossplot* terletak pada 10 ms dibawah horison Reef Mantawa ditandai dengan warna biru muda (gambar 13.a) di daerah sekitar sumur yang mengindikasikan nilai impedansi akustik yang tinggi yaitu (34.000-36.000) ((ft/s)*(g/cc)). Pada gambar 13.b memperlihatkan mulai hilangnya warna biru muda dan terlihat kembali warna hijau yang mengindikasikan nilai impedansi akustik yang lebih rendah yaitu (29.000-34.000) ((ft/s)*(g/cc)).

Analisis Crossplot untuk Peta Persebaran Porositas

Analisis crossplot dilakukan untuk menganalisis hubungan nilai impedansi akustik dengan nilai porositas total dari nilai garis *slope* hubungan kedua nilai tersebut sebagai acuan persamaan pembuatan volume porositas. *Crossplot* dilakukan pada zona target atau reservoir.



Gambar 14. Crossplot antara log impedansi akustik dengan log porositas total

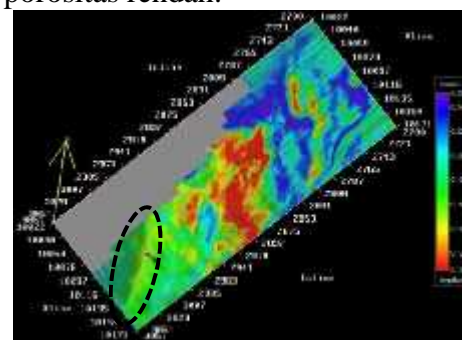
Pada gambar 14 menunjukkan hasil *crossplot* antara log impedansi akustik dan log porositas total. Dari hasil analisis *crossplot* di atas didapatkan persamaan hubungan nilai impedansi akustik dengan nilai porositas total adalah

$$y = -9.96882e^{-6}x + 0.496759 \quad (6)$$

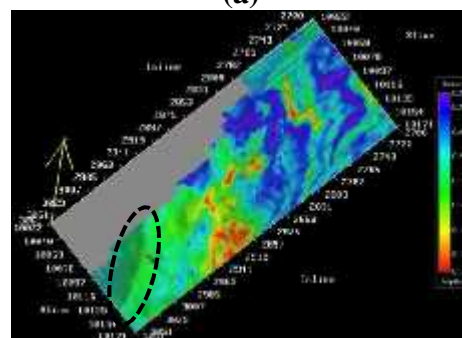
dengan y adalah nilai porositas dengan satuan presentase atau persen. X adalah nilai impedansi akustik dengan satuan ((ft/s)*(g/cc)). Dari persamaan diatas akan mengubah nilai volume impedansi akustik yang didapat setelah melakukan inversi menjadi volume porositas.

Peta Sebaran Porositas Total (PHIT)

Peta sebaran porositas didapatkan setelah melakukan sayatan (*slice*) pada hasil volume porositas total (PHIT) dari *tools trace math* yang diambil pada 10 ms di bawah horison dan 20 ms di bawah horison. *Window* di bawah horison Reef Mantawa menunjukkan adanya zona batuan keras (kompak) yang yang dapat dianggap sebagai zona pembatas yang memiliki nilai porositas rendah.



(a)



(b)

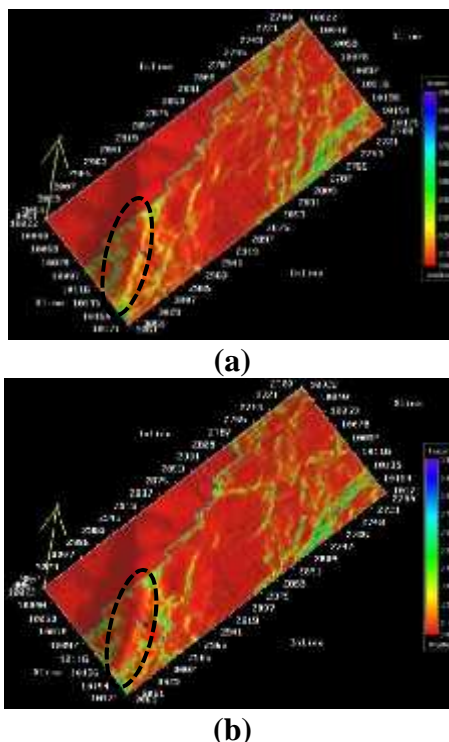
Gambar 15. Peta porositas total dengan *slice* nilai impedansi akustik pada *window* (a) 10 ms dibawah horison Reef Mantawa, (b) 20 ms dibawah horison Reef Mantawa.

Gambar 15 menunjukkan peta sebaran porositas total dengan warna yang

menunjukkan perbedaan porositas. Peta diatas menunjukkan adanya porositas rendah pada gambar (a) yaitu indikasi batuan keras (kompak) ditandai dengan adanya warna kuning. Kemudian pada gambar (b) menunjukkan adanya porositas yang lebih tinggi ditandai dengan menyebarnya warna biru (baik biru muda maupun tua, semakin tua semakin *porous*) dan warna hijau.

Analisis Atribut Variansi

Atribut variansi digunakan untuk membatasi *body* reservoir dan melihat adanya patahan yang diindikasikan sebagai zona migrasi. Pada penelitian ini atribut variansi digunakan untuk menunjang inversi dalam penentuan persebaran porositas. Variansi dilakukan dengan menggunakan 3 *trace* sebagai window dalam penghitungan variansi baik *inline* maupun *xline*. Peta yang diperoleh dari atribut variansi ini menunjukkan bentuk *body* reservoir dan patahan yang terdapat pada lapangan DT-1.



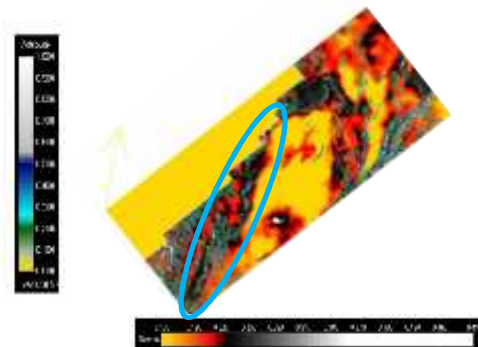
Gambar 16. Peta persebaran variansi pada (a) 10 ms dibawah horison Reef Mantawa, (b) 20 ms dibawah horison Reef Mantawa.

Dari gambar 16 menunjukkan persebaran variansi pada berbagai *event* di lapangan DT-1. Pada gambar (a) adalah area batuan keras

(kompak) didukung dengan nilai porositas yang rendah dan nilai impedansi akustik tinggi yang batasnya berbentuk mengikuti garis kuning pada variansi. Sedangkan pada gambar (b) diasumsikan sebagai bentuk *body* reservoir yang mengelilingi area yang memiliki nilai porositas tinggi dan nilai impedansi akustik yang lebih rendah dari lapisan sebelumnya.

Overlay Peta Sebaran Variansi dan Porositas.

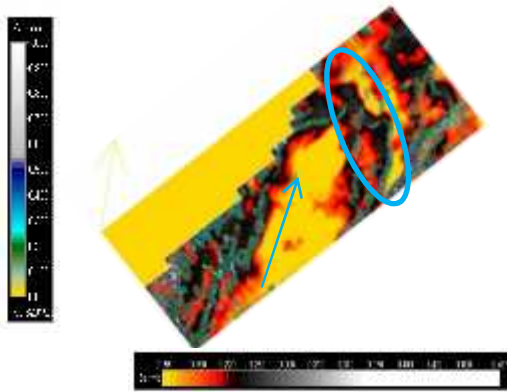
Overlay ini dimaksudkan untuk melihat cuplikan *slice* di antara horison Reef Mantawa pada *time* sekitar 1650 ms dan horison base pada *time* sekitar 1850 ms dimana pada penjelasan *slice* sebelumnya belum ditampilkan.



Gambar 17. *Slice* pada overlay porositas dan variansi pada *time* 1754 ms

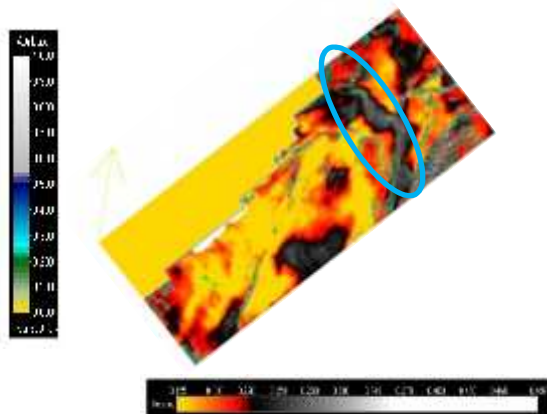
Dari gambar 17 di atas terlihat adanya alur variansi pada porositas sangat baik (hitam) pada area sumur yang mengarah ke utara sejalan dengan arah atribut variansi. Dari interpretasi area sekitar sumur ini dapat diasumsikan kemungkinan adanya migrasi melalui celah patahan kearah utara searah dengan garis variansi dan porositas tinggi.

Sedangkan pada gambar 18 terlihat arah garis variansi yang diasumsikan sebagai jalan migrasi bergerak menuju porositas tinggi lainnya di bagian timur laut. Dari kedua gambar tersebut membuktikan bahwa variansi dapat membantu dalam mencari lokasi reservoir baru dengan mengikuti arah perambatan garis variansi sebagai acuan kemungkinan arah migrasi fluida.



Gambar 18. Slice pada overlay porositas dan variansi pada time 1762 ms

Pada gambar 19 terbukti nilai porositas tinggi berada pada bagian timur laut sumur dengan garis variansi dapat sebagai acuan reservoir baru yang bergerak ke arah selatan.



Gambar 19. Slice pada overlay porositas dan variansi pada time 1824 ms

Analisis Hasil

Anggota Reef Mantawa umumnya menghasilkan reservoir yang sangat baik pada lapangan DT-1. Bagian reservoir Reef Mantawa memiliki porositas hingga mencapai 20%. Dari hasil analisis inversi impedansi akustik maupun porositas hingga analisis atribut variansi menunjukkan bahwa zona dibawah formasi Reef Mantawa hingga sekitar time 1800 adalah zona reservoir yang sangat baik dan memiliki indikasi persebaran area reservoir ke arah utara yang terlihat jelas pada gambar 18 dimana adanya alur porositas sangat baik pada rentang nilai 20% – 25% menuju ke sisi timur laut dari

sumur. Pada daerah tersebut terdapat adanya variansi diatas 0.2.

Selain itu terlihat adanya lapisan batuan keras (kompak) pada window rata-rata 10 ms dibawah horison Reef Mantawa dengan nilai impedansi akustik (34.000 – 36.000) ((ft/s)*(g/cc)) dan nilai porositas sedang yaitu pada nilai sekitar 14% sekaligus didukung dengan nilai variansi yang membatasi area tidak permeabel tersebut pada rentang nilai variansi 0.2 – 0.3.

Pada area lapisan reservoir atas ditemukan pada 20 ms dibawah horison Reef Mantawa dengan nilai impedansi akustik (30.000 – 32.000) ((ft/s)*(g/cc)) dan nilai porositas yang baik yaitu pada rentang nilai 16% – 18%. Hal ini didukung juga dengan bentuk garis variansi pembatas yang tinggi yaitu (0.5 – 0.9).

Kemudian pada gambar 19 terlihat bentuk dari body reservoir yang dibatasi oleh variansi, sehingga dapat dibedakan zona reservoir dan bukan dari batas variansi. Walaupun porositas tinggi menyebar luas tetapi dengan adanya variansi dapat memperlihatkan batas body reservoirnya.

KESIMPULAN

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan, maka dapat diambil kesimpulan bahwa terdapat kemungkinan zona reservoir baru pada sisi timur yang diduga sebagai hasil dari alur zona prospek ke utara. Walaupun garis variansi tidak menunjukkan adanya sesar yang mengikuti alur tetapi banyak retakan yang dapat diasumsikan sebagai jalan migrasi. Nilai impedansi akustik sebesar 24.000 – 28.000 ((ft/s)*(gr/cc)) dengan nilai porositas 20% – 25% dan variansi yang kurang kontinyu pada nilai lebih dari 0,1.

DAFTAR PUSTAKA

- [1]. Sukmono, S., 2007, *Fundamentals of Seismic Interpretation* Teknik Geofisika Institut Teknologi Bandung, Bandung.
- [2]. Pendrel, J. dan Riel, P., 2000, *Methodology for Seismic Inversion and Modelling : A Western Canadian Reef Example*, CSEG Recorder Jason Geosystem, Calgary, Canada.

- [3]. Barnes, A.E., 1999, *Seismic Attributes: past, present and future*, SEG 1999 Expanded Abstracts.
- [4]. Tullailah, Najmiah, N., Lantu, Aswad dan Sabrianto, 2015, *Karakterisasi Reservoir Karbonat Menggunakan Analisis Seismik Atribut dan Inversi Impedansi Akustik (AI) Pada Formasi Kais, Lapangan "NNT", Cekungan Salawati, Papua*, Program Studi Geofisika FMIPA Universitas Hasanuddin.
- [5]. Simanjuntak, Sutanto, A., Mulyatno, Sapto, B., dan Sarkowi, Muh., 2014, *Karakterisasi Reservoir Hidrokarbon Pada Lapangan "TAB" dengan Menggunakan Permodelan Inversi Impedansi Akustik*, Jurnal Geofisika Eksplorasi Vol 2/No.1. Jurusan Teknik Geofisika FT Bandar Lampung, Indonesia.
- [6]. Hasanudin, 2005, *Teknologi Seismik refleksi Untuk Eksplorasi Minyak dan Gas Bumi*, Oseana, Vol XXX
- [7]. Badley, M.E., 1985, *Practical Seismic Interpretation*, Prentice Hall, USA.
- [8]. Harsono, A., 1997, *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*, Revisi (Edisi) ke 8, Schlumberger Oilfield Services, Jakarta.
- [9]. Nofriadel, 2013, *Interpretasi Data Penampang Seismik 2D dan Data Sumur Pemboran Area "X" Cekungan Jawa Timur*, Jurnal Fisika Unand Vol. 2, No. 1, ISSN 2302-8491, Jurusan Fisika FMIPA Universitas Andalas Kampus Unand, Limau Manis, Padang.
- [10]. Sukmono, S., 2009, *Advance Seismic Attributes Analysis*, Seismic Course, Bali.
- [11]. Haris, A., 2008, *Komputasi Geofisika*, Jurusan Fisika Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam Universitas Indonesia, Jakarta.
- [12]. Sukmono, S., 2000, *Seismik Inversi Untuk Karakteristik Reservoir*, Teknik Geofisika Institut Teknologi Bandung, Bandung.
- [13]. Hanif, 2013, *Karakterisasi Struktur Sesar Dan Rekahan Untuk Kompartementalisasi Reservoir Menggunakan Atribut Struktur 3D Di Lapangan 'D' Cekungan Sumatera Tengah*, Skripsi S-1 Program Studi Teknik Geofisika Fakultas Teknik Pertambangan dan Perminyakan Institut Teknologi Bandung, Bandung.
- [14]. Oktavinta, A., 2008, *Konsep Gelombang Seismik*, <http://duniaseismik.blogspot.com/2008/06/konsep-gelombangseismik.html> (diakses tanggal 20 Agus-tus 2015).